

УДК 621.311:681.3

О. В. Мартинюк, к. т. н., доц.; П. О. Черненко, д. т. н., доц.

ПОРІВНЯЛЬНІ ОЦІНКИ РЕЗУЛЬТАТІВ КОРОТКОСТРОКОВОГО ПРОГНОЗУВАННЯ СУМАРНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯ ЗА ІЄРАРХІЧНОЇ ОРГАНІЗАЦІЇ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЦЬОЇ ЗАДАЧІ

У роботі показано переваги ієрархічної трирівневої моделі сумарного електричного навантаження енергооб'єднання України для розв'язання задачі короткострокового прогнозування, зумовлені більш коректним урахуванням впливу астрономічних і метеорологічних чинників. Описано алгоритм, експериментальну програму трирівневого короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання, наведено результати прогнозування та їх статистичні характеристики.

Ключові слова: ієрархічна трирівнева модель, сумарне електричне навантаження, енергооб'єднання, сумарна похибка прогнозування, інтервал упередження.

Постановка завдання

До особливостей розв'язання задачі короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження (СЕН) (порівняно з прогнозуванням на більш тривалі інтервали упередження) належить можливість більш повного врахування впливу зовнішніх чинників, що зумовлено можливістю з високою вірогідністю отримати коректні прогнозні значення зазначених факторів на потрібний інтервал упередження. До цих чинників належать: метеорологічні (температура повітря, хмарність, сила вітру), астрономічні (час сходу / заходу сонця, світлова тривалість доби), технологічні (режими роботи енергоємних споживачів). Це, у свою чергу, зумовлює підвищені вимоги до якості математичних моделей впливу зазначених факторів на електричне навантаження енергосистеми.

Варто зазначити, що коливання метеорологічної обстановки часто мають локальний характер. Отже, використання в прогнозних моделях СЕН усереднених на великих територіях температурних показників, рівнів хмарності (освітленості) призводить до загрубіння моделі та викривлення коефіцієнтів її регресійних залежностей. У цій роботі показано переваги ієрархічної трирівневої моделі сумарного електричного навантаження енергооб'єднання України для розв'язання задачі короткострокового прогнозування, пов'язані із більш коректним урахуванням впливу метеорологічних і астрономічних чинників. Наведено алгоритм та описано експериментальну програму трирівневого короткострокового прогнозування енергооб'єднання з урахуванням впливу зазначених зовнішніх факторів окремо на кожному ієрархічному рівні.

На сучасному етапі розвитку технологічного й інформаційного забезпечення енергооб'єднання України задачу короткострокового прогнозування сумарного електричного навантаження ОЕС доцільно розв'язувати з використанням трирівневих (обласні – регіональні – об'єднана ЕЕС) моделей СЕН. Нижче наведено блок-схему такого трирівневого розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН ОЕС України (рис. 1). При цьому використано таку технологічну й метеорологічну інформацію, наявну в енергооб'єднанні України:

- погодинні значення СЕН всіх обленерго України, регіональних ЕС та ОЕС;
- значення температури повітря в усіх обласних центрах України в такі години доби: 0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21;
- значення середньодобової температури повітря в усіх обласних центрах України;

- характеристики типу погоди (дощ, сніг, без опадів) по обласних центрах України;
- значення добового споживання енергії й електричного навантаження енергоємних підприємств у періоди ранкового та вечірнього максимуму СЕН ОЕС України;
- подобовий час сходу / заходу сонця по всіх обласних центрах України;
- прогноз температури повітря й типу погоди по всіх обласних центрах України.

Зазначена інформація надходить до єдиної бази даних [1] і її використовують для розв'язання всього спектру задач прогнозування електричного навантаження та електроспоживання.

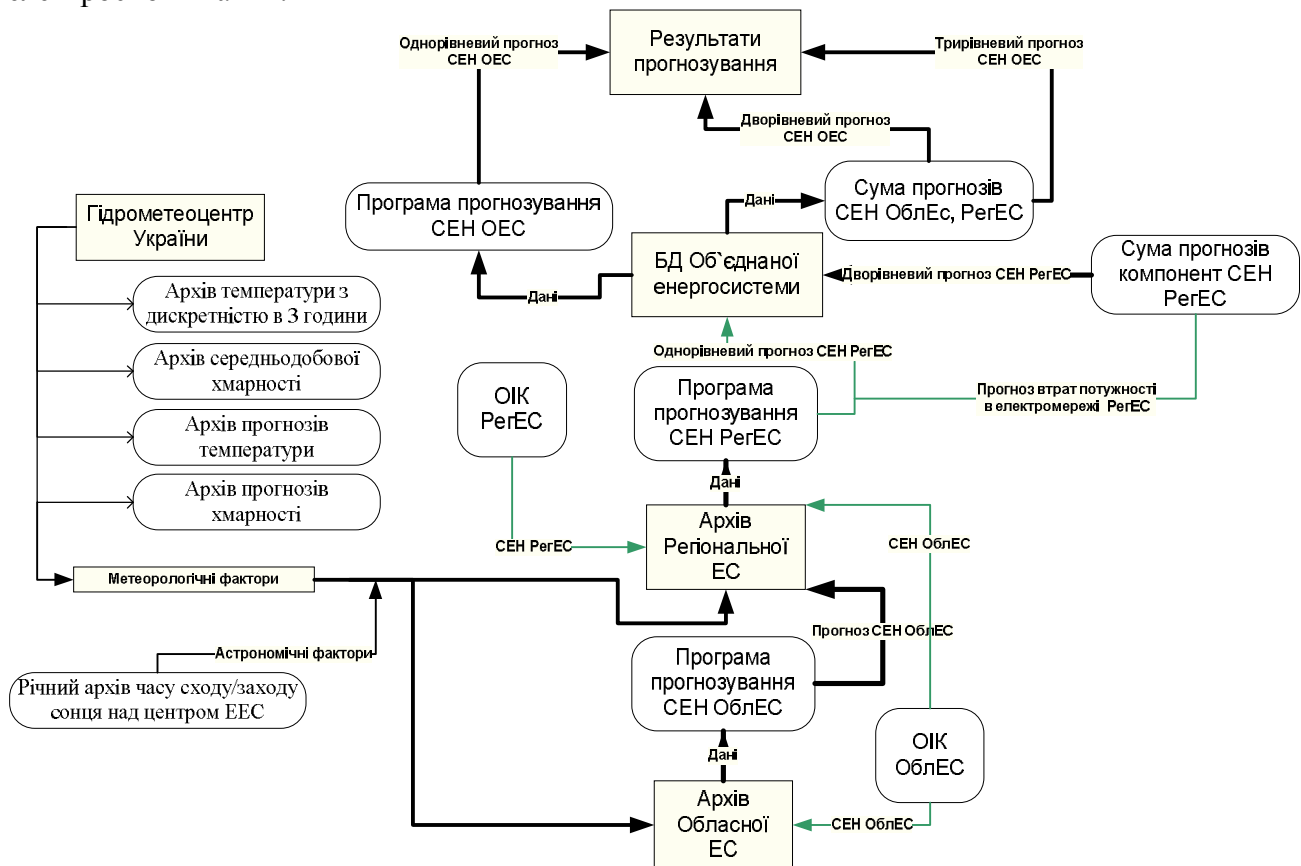


Рис. 1. Блок-схема трирівневого розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН ОЕС України

Алгоритм трирівневого короткострокового прогнозування СЕН енергооб'єднання України

Детальний опис алгоритму трирівневого розв'язання задачі короткострокового прогнозування СЕН енергооб'єднання представлено нижче:

1. По кожній облenerго формують архіви передісторії СЕН за даними ОІК, а також архіви фактичних і прогнозних значень метеорологічних та астрономічних чинників над територією обласного центру за даними Гідрометеоцентру.

2. На ретроспективних даних проводять ідентифікацію математичної моделі сумарного електричного навантаження кожної облenerго, що передбачає адитивний розклад СЕН ОблЕС із виділенням таких складників:

$$P_{i,j} = P_{i,j}^{баз} + P_{i,j}^{тижж} + P_{i,j}^{метео} + P_{i,j}^{зал}, \quad (1)$$

де $P_{i,j}$ – фактичне електричне навантаження енергосистеми j -ї години ($j=1 \dots 24$) i -го дня ($i=1 \dots N$ – загальна кількість днів передісторії); $P_{i,j}^{баз}$ – базова компонента СЕН енергосистеми j -ї години ($j=1 \dots 24$) i -го дня; $P_{i,j}^{тижж}$ – тижнева компонента СЕН

енергосистеми, що описує тижневі коливання електричного навантаження; $P_{i,j}^{метео}$ – метеорологічна компонента, що описує вплив температури навколишнього середовища та хмарності на електричне навантаження енергосистеми; $P_{i,j}^{зал}$ – залишкова компонента СЕН j -ї години i -го дня.

Розрахунок кожного з виділених складників зазначеної моделі проводять за наведеним у [2, 3] алгоритмом.

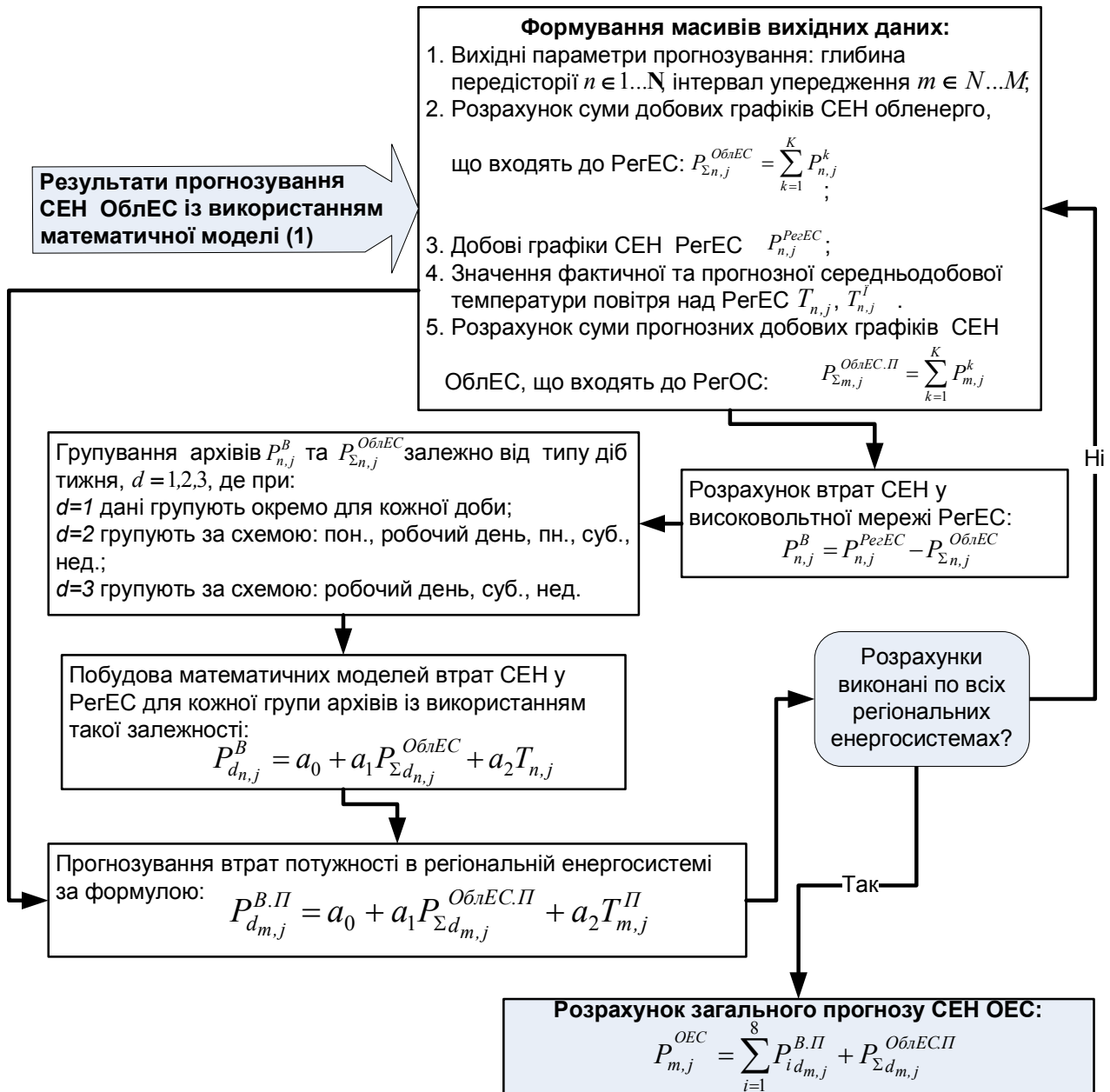


Рис. 2. Блок-схема дворівневого прогнозування СЕН регіональної енергосистеми

3. На основі математичної моделі (1) з використанням прогнозних значень метеорологічних чинників виконують прогнозування погодинних значень сумарних електричних навантажень обласної енергосистеми. Прогнозні значення СЕН ОблЕС передають на рівень відповідних їм регіональних енергосистем.

4. По кожній із 8-ми регіональних енергосистем формують архіви передісторії СЕН за даними ОІК, а також архіви фактичних і прогнозних значень метеорологічних та

астрономічних чинників над територією РегЕС за даними Гідрометеоцентру. Однорівневе прогнозування СЕН регіональних енергосистем здійснюють аналогічним чином із використанням математичної моделі (1), ідентифікованої на ретроспективних даних РегЕС.

5. Наявність втрат у високовольтній мережі регіональної енергосистеми зумовлює небаланс між сумарним електричним навантаженням усіх обленерго, що входять до неї, та СЕН РегЕС. Зазначений небаланс є досить суттєвим і, за даними 2007 року, у середньому (сумарно по ОЕС) становив 2030 МВт (9,6% середньорічного навантаження ОЕС України). При цьому, залежно від величини споживання потужності й метеорологічних умов, спостерігають суттєві коливання значень небалансу в межах 890 – 5170 МВт (4,2 – 24,6%). Отже, прогнозуючи добові графіки СЕН верхніх рівнів енергооб'єднання України (Регіональних та Об'єднаної ЕС) на основі даних обленерго, зазначені втрати необхідно враховувати як окремий складник математичної моделі (1).

Алгоритм дворівневого прогнозування СЕН РегЕС представлено на цій блок-схемі (рис. 2).

Прогнозні значення електричного навантаження регіональної енергосистеми, отримані з використанням одно- та дворівневого методу прогнозування передають на рівень енергооб'єднання.

7. На рівні енергооб'єднання проводять такі розрахунки:

- однорівневе короткострокового прогнозування СЕН енергооб'єднання із використанням математичної моделі (1), ідентифікованої на ретроспективних даних ОЕС;
- сумування однорівневих прогнозів СЕН регіональних енергосистем;
- сумування дворівневих прогнозів СЕН регіональних енергосистем.

Результати дослідження

За наведеним вище алгоритмом розроблено експериментальну програму ієрархічного багатофакторного прогнозування СЕН енергооб'єднання України та енергосистем, що до нього входять, на інтервал упередження від 1 до 7 діб. Програма використовує базу даних, яка містить описану вище технологічну та метеорологічну інформацію, що дозволяє виконувати такі розрахунки:

1. Прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання України з використанням даних СЕН обласних, регіональних енергосистем та ОЕС (одно-, дво- та тривірневий прогнози).

2. Прогнозування електричного навантаження регіональних енергосистем (одно та дворівневий прогноз).

3. Прогнозування СЕН обленерго (однорівневий прогноз).

При цьому вплив метеорологічних факторів ураховують на відповідному ієрархічному рівні.

На рис. 3 та в табл. 1 – 2 наведено результати ієрархічного прогнозування СЕН ОЕС України за період з 01.02.2010 до 28.02.2010. Розрахунки проводили потижнево, на інтервал упередження сім діб. У якості вихідних даних використовували добові графіки СЕН ОЕС, регіональних і обласних енергосистем, а також наведені вище значення метеорологічних чинників на відповідному ієрархічному рівні. Параметри математичної моделі СЕН (архітектуру моделі метеорологічної компоненти, час урахування хмарності, вид вихідних даних температури повітря (середньодобову чи погодинну), варіант групування СЕН за типом доби тижня) та необхідну довжину передісторії було обрано, виходячи з критерію мінімальної похибки прогнозу на інтервалі 25 – 31.01.2010. За прогнозні значення метеорологічних чинників було використано фактичні ретроспективні дані.

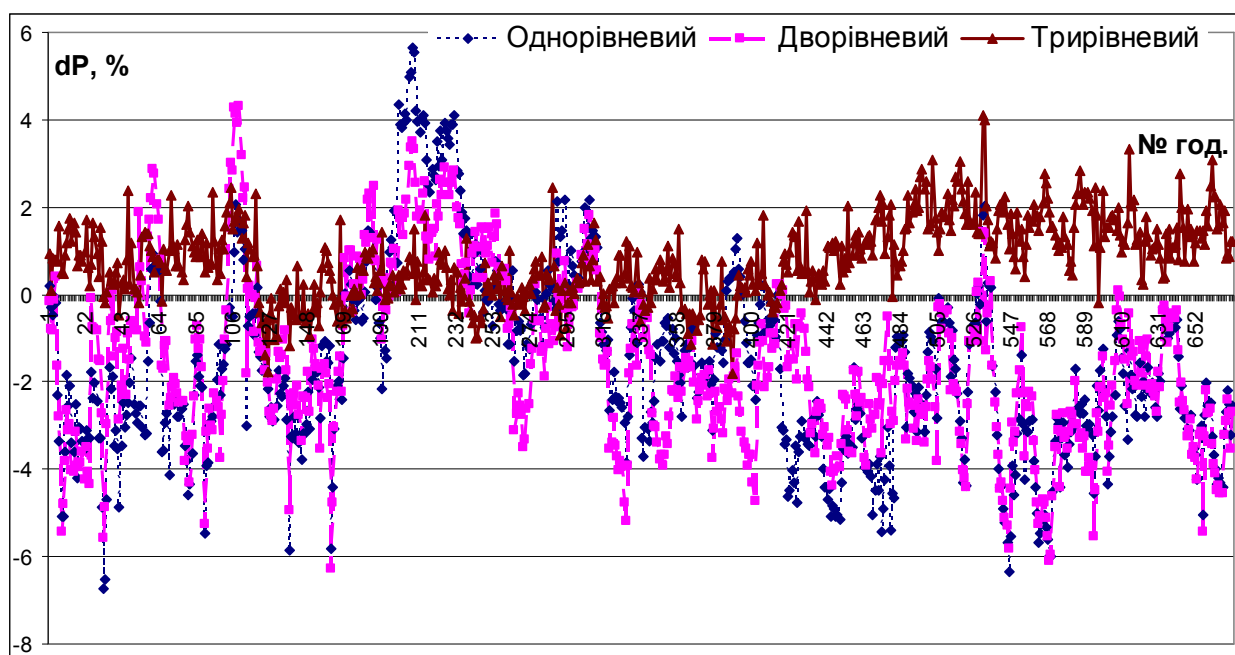


Рис. 3. Похибка прогнозування СЕН ОЕС України в період з 01.02.2010 до 28.02.2010

Таблиця 1

Статистичні характеристики похибки прогнозування погодинних значень СЕН ОЕС України в період з 01.02.2010 до 28.02.2010

	Однорівневий	Дворівневий	Трирівневий
Середня похибка, MAPE [%]	2,27	2,13	0,95
Мінімальна похибка, [%]	0,00	0,00	0,00
Максимальна похибка, [%]	6,73	6,27	4,11
Середньоквадратична похибка, %	2,13	1,95	0,89

Розподіл похибки прогнозування, $|dP|$, %, СЕН ОЕС України на період з 01.02.2010 до 28.02.2010 за її значенням. Загальний об'єм вибірки становить 672 години.

Таблиця 2

Однорівневий, %	Дворівневий, %	Трирівневий, %	$ dP $, %
24,3	22,8	58,8	$ dP \leq 1$
21,3	25,3	31,8	$1 < dP \leq 2$
23,2	26,6	8,5	$2 < dP \leq 3$
18,8	16,4	0,7	$3 < dP \leq 4$
7,9	6,5	0,1	$4 < dP \leq 5$
4,6	2,4	0,0	$5 < dP $

Відповідно до наведених результатів трирівневий метод прогнозування з використанням даних обласних енергосистем забезпечує суттєво вищу точність як за середньою/середньоквадратичною, так і за максимальною похибками. Зокрема використання трирівневого методу під час точного прогнозу метеорологічних чинників у 90,6% випадків забезпечило похибку, яка менша за 2%. При цьому суттєві похибки ($>4\%$) мали місце лише в одному випадку. Також варто зазначити, що, згідно з отриманими результатами, дворівневий метод прогнозування є найкращою альтернативою однорівневному.

Висновки

1. Удосконалено ієрархічну математичну модель сумарного електричного навантаження енергооб'єднання за рахунок виокремлення та моделювання втрат потужності в ВПЛ

регіональних енергосистем. Використання зазначеної моделі забезпечує можливість трирівневого прогнозування СЕН енергооб'єднання з використанням даних обласних енергосистем.

2. Розроблено експериментальну програму короткострокового прогнозування добових графіків сумарного електричного навантаження енергооб'єднання України, регіональних та обласних енергосистем. Сервісні можливості програми та власна ієрархічна база даних дозволяють виконувати розрахунки погодинних значень СЕН указаних енергооб'єктів на інтервал упередження до 7 діб з урахуванням впливу метеорологічних чинників окремо на кожному ієрархічному рівні.

3. Проведені порівняльні розрахунки прогнозів електричного навантаження енергооб'єднання показали переваги ієрархічного (дво- та трирівневого) підходу, порівняно з однорівневим, до розв'язання зазначеної задачі як за точністю, так і за надійністю отриманих результатів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Черненко П. А. Обработка и анализ информации для иерархического прогнозирования электрических нагрузок / П. А. Черненко, А. И. Заславский, А. В. Мартинюк // Праці ІЕД НАНУ. – 2006. – Вип. 2 (14). – С. 47 – 49.
2. Черненко П. О. Багаторівневе короткострокове прогнозування сумарного електричного навантаження енергооб'єднання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2011. – № 2. – С. 74 – 80.
3. Черненко П. О. Підвищення ефективності короткострокового прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання / П. О. Черненко, О. В. Мартинюк // Технічна електродинаміка. – 2012. – № 1. – С. 63 – 70.

Мартинюк Олександр Васильович – к. т. н., старший науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів і систем, тел.: (044)-4542689, email: samark@ukr.net.

Черненко Павло Олексійович – д. т. н., с. н. с., доц., провідний науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів і систем, тел.: (044)-4542689, email: cher@ied.org.ua.

Інститут електродинаміки НАН України.